

CATALOGADO

Distr.
RESTRINGIDA

LC/MEX/R.459
15 de febrero de 1994

ORIGINAL: ESPAÑOL

MINISTERIO DE ENERGÍA MÉXICO

CEPAL

Comisión Económica para América Latina y el Caribe

ISTMO CENTROAMERICANO: PROGRAMA DE ACTIVIDADES REGIONALES EN PLANIFICACION ELECTRICA (PARPE)

(Términos de referencia preliminares)

Este documento se presenta de acuerdo con el formato vigente en el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), ante el cual se ha solicitado apoyo financiero para realizarlo.

Se preparó a partir del documento Istmo Centroamericano: Programa de Actividades Regionales en Planificación Energética (PARPE) (LC/MEX/R.356), 19 de junio de 1993.

INDICE

	<u>Página</u>
RESUMEN EJECUTIVO	1
I. ANTECEDENTES	4
A. Antecedentes generales del Proyecto	4
B. El subsector eléctrico	5
1. Evolución económica reciente	5
2. Organización del subsector eléctrico	7
3. Evolución de la electrificación y el cubrimiento de la demanda	8
4. Principales problemas del subsector eléctrico	10
5. Organismos regionales	11
C. La evolución de la integración del subsector eléctrico del Istmo Centroamericano	12
1. La interconexión eléctrica	12
2. La planificación regional	15
D. Los proyectos regionales	16
1. DIEICA	17
2. PARSEICA	18
3. El SIPAC	19
4. La interconexión de los países del G-3 y los países de América Central	20
E. Metodologías para la planificación de la expansión de los sistemas eléctricos	21
1. Metodología de planificación SUPER/OLADE-BID	24
2. Metodología de transmisión de ISA	27
II. JUSTIFICACION	28
A. Perspectivas de la integración eléctrica	28
B. Justificación del PARPE	32

III. OBJETIVOS Y DESCRIPCION	33
A. Objetivos del proyecto	33
B. Descripción del proyecto	34
1. Diagnóstico	34
2. Capacitación	35
3. Instalación y adaptación de modelos	36
4. Evaluación de los planes nacionales	37
5. Elaboración de los planes regionales	38
6. Propuestas para impulsar la planificación coordinada	39
IV. EJECUCION DEL PROYECTO	40
A. Unidad Ejecutora	40
B. Duración del proyecto	40
C. Consultores	40
D. Informes	41
V. BENEFICIOS	41
VI. PRESUPUESTO	42

RESUMEN EJECUTIVO

SOLICITANTES:	Los seis países del Istmo Centroamericano
ORGANISMO EJECUTOR:	La Subsede en México de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL)
BENEFICIARIOS:	Los seis países del Istmo Centroamericano
FINANCIAMIENTO:	Banco Interamericano de Desarrollo (BID), 1,486,800 dólares.
PLAZOS:	Período de ejecución de dos años
SECTOR Y SUBSECTOR:	Sector Energía. Subsector Eléctrico. Integración Económica
FECHA ESTIMADA DE INICIO:	Junio de 1994
OBJETIVOS:	<p>El proyecto tiene los siguientes objetivos:</p> <ul style="list-style-type: none">a) Evaluar los recursos y metodologías existentes en las empresas eléctricas de los seis países del Istmo Centroamericano, en el área de planificación de la expansión de los sistemas eléctricos.b) Transferir la metodología de planificación Sistema Unificado de Planificación Eléctrica Regional (SUPER/OLADE-BID) a los seis países y capacitar en los diferentes módulos que conforman dicha metodología.c) Desarrollar las interfases y transferir a los seis países la metodología de planificación de sistemas de transmisión desarrollada por Interconexión Eléctrica Sociedad Anónima (ISA) de Colombia.c) Difundir y promover la aplicación de una metodología común y criterios similares para la planificación de la expansión de sistemas eléctricos en los seis países del Istmo Centroamericano.d) Impulsar la planificación coordinada como una opción viable que permita reducir los costos y mejorar las condiciones para la satisfacción de las necesidades de energía eléctrica.e) Fortalecer la capacidad técnica de las empresas eléctricas en las actividades que constituyen el proceso de planificación.f) Analizar los beneficios que se obtendrían ante diversos grados de integración y

evaluar proyectos regionales de generación específicos.

- g) Recomendar mecanismos y procedimientos para la realización de futuros estudios regionales y la actualización de las metodologías y bases de datos para la planificación del subsector eléctrico.

DESCRIPCION:

El proyecto comprende las seis fases siguientes:

- a) Diagnóstico y evaluación de los recursos de planificación eléctrica existentes en las empresas y revisión de los criterios de planificación utilizados en los países.
- b) Capacitación de profesionales de las empresas eléctricas de los seis países, por medio de un seminario ejecutivo, dos seminarios técnicos y siete cursos, en los cuales se presentarán las metodologías SUPER/OLADE-BID e ISA, así como su aplicación para la planificación de los sistemas interconectados del Istmo Centroamericano.
- c) Instalación y adaptación de los modelos que conforman las metodologías SUPER/OLADE-BID e ISA y adquisición del equipo de cómputo y **software** estándar mínimo para la utilización de los modelos en cada país.
- d) Evaluación de los planes nacionales, actividad que se realizará con la participación de profesionales de las empresas y con el auxilio de las metodologías SUPER/OLADE-BID e ISA.
- e) Elaboración de los planes regionales considerando distintos grados de coordinación en los planes de expansión y comparándolos con el desarrollo autónomo de los países.
- f) Elaboración de una propuesta para impulsar la planificación coordinada y los perfiles de los proyectos regionales que resulten más atractivos de acuerdo con el resultado de los estudios de desarrollo coordinado, actividades que quedarán a cargo de un comité específico dentro del CEAC.

BENEFICIOS:

Se prevé que, a su conclusión, las empresas eléctricas contarán con:

- a) Sistemas uniformes, congruentes y actualizados para la planificación de la

expansión del subsector eléctrico del Istmo Centroamericano.

- b) Criterios revisados y uniformes, así como metodologías para analizar la planificación y el desarrollo integrado de los sistemas eléctricos del Istmo Centroamericano.
- c) Metodología SUPER/OLADE-BID instalada y probada en cada una de las empresas.
- d) Metodología ISA para la evaluación de los sistemas de transmisión adaptada, instalada y probada en cada una de las empresas.
- e) Cuerpo técnico de planificación de las empresas eléctricas formado por profesionales altamente capacitados en las bases conceptuales y en el uso de las metodologías SUPER/OLADE-BID e ISA.
- f) Recomendaciones precisas para que los comités y organismos adecuados den seguimiento periódico a las actividades de planificación y desarrollo integrado de los sistemas eléctricos.
- g) Perfiles de proyectos regionales de generación que podrían iniciarse en el mediano plazo, los cuales coadyuvarían al abastecimiento de energía eléctrica en el Istmo Centroamericano.
- h) Cuantificación de los beneficios de diferentes grados de coordinación en los programas de expansión de los países y evaluación de la factibilidad financiera de los planes de expansión de las empresas.

I. ANTECEDENTES

A. Antecedentes generales del Proyecto

- 1.1 El Programa de Actividades Regionales en Planificación Eléctrica (PARPE) se ha preparado considerando experiencias anteriores sobre proyectos regionales en el subsector eléctrico del Istmo Centroamericano, y se propone impulsar, sobre bases sólidas, las actividades de integración de la planificación en el subsector eléctrico del Istmo Centroamericano.
- 1.2 En 1980, la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) completó el Estudio Regional de Interconexión Eléctrica del Istmo Centroamericano (ERICA). Una de las conclusiones del estudio recomendaba considerar la factibilidad técnica y económica de la planificación y operación integrada de los sistemas eléctricos de los seis países como un solo sistema, razón por la cual se aconsejaba la adopción de una metodología común para la planificación del desarrollo de aquéllos, tanto a nivel nacional como regional.
- 1.3 A partir de 1987, y en torno al proyecto Sistema de Interconexión Eléctrica para América Central (SIPAC), profesionales de las seis empresas eléctricas nacionales de los países de la región han venido trabajando con el objetivo de evaluar la evolución y reforzamiento gradual de la interconexión regional. En el marco de este proyecto se han planteado escenarios que consideran la coordinación en los planes de equipamiento de la generación de los sistemas nacionales.
- 1.4 En virtud de los avances logrados en materia de integración eléctrica regional y las necesidades del subsector eléctrico del Istmo Centroamericano, las empresas eléctricas de los seis países decidieron impulsar el PARPE. La CEPAL formuló, en el marco de la fase II del Proyecto de Desarrollo Institucional e Integración Eléctrica del Istmo Centroamericano (DIEICA), una primera versión

de este proyecto, la cual fue sometida para la aprobación de las empresas eléctricas en 1992. Posteriormente, a solicitud de las empresas eléctricas, el PARPE fue considerado por el Comité Consultivo del PRADIC como uno de los proyectos prioritarios en el subsector eléctrico del Istmo Centroamericano.

B. El subsector eléctrico

1. Evolución económica reciente

1.5 Durante cerca de tres decenios, en particular en el período 1960-1975, los países de Istmo Centroamericano experimentaron, en conjunto, un crecimiento económico significativo impulsado sobre todo por el sector exportador tradicional y por la integración económica regional. Gracias a esta última hubo un notable desarrollo industrial que incrementó la producción de bienes de consumo. En los años ochenta esta tendencia se interrumpió de manera drástica y las economías de la región empezaron a padecer los efectos de una crisis que ha deteriorado sus condiciones económicas, políticas y sociales.

1.6 En el sector externo, los impactos más severos han sido la gradual disminución de los precios internacionales de los principales productos de exportación y las dificultades de acceso al mercado internacional de capitales, a causa de la crisis provocada por la deuda externa de la región. En el ámbito interno, el agravamiento de los desequilibrios macroeconómicos y la distorsión de las estructuras comerciales han aumentado la vulnerabilidad de las economías centroamericanas frente a los factores externos y han inhibido sus capacidades de adaptación a las nuevas situaciones. Por otra parte, las tensiones políticas y sociales ocasionadas por conflictos armados en varios países, han provocado graves pérdidas de capital humano y físico, lo que ha influido fuertemente sobre el deterioro de estos países en la última década.

- 1.7 Esta situación ha generado marcados retrocesos en la mayoría de los indicadores sociales y económicos, graves déficit en los sectores públicos, notables desequilibrios en las balanzas de pago y sensibles debilitamientos de las principales instituciones financieras de la región.
- 1.8 En el último quinquenio, en varios países de la región se implantaron ~~políticas de ajuste y estabilización~~ que han conducido a la adopción de medidas para racionalizar la actividad pública y a la aplicación de políticas monetarias restrictivas, acciones cuya intensidad varía de país a país.
- 1.9 Desde 1991 a 1993, la evolución económica de estos países mostró, en general, mejoras en el manejo macroeconómico, especialmente en el ámbito fiscal, monetario y financiero. El éxito en la reducción del déficit fiscal, la fuerte desaceleración de la inflación y los menores desequilibrios externos, son las principales manifestaciones de una mayor eficiencia de la política económica.
- 1.10 Durante la década 1980-1990 la población aumentó en la región a una tasa anual de 2.65%, el producto interno bruto (PIB), en términos corrientes, prácticamente se mantuvo constante, determinando un incremento en el nivel de pobreza. Como resultado, la disminución del PIB por habitante ha sido general.
- 1.11 La relación entre la economía y la energía, en particular la electricidad, reviste una importancia especial en los países del Istmo. El relativo bajo nivel de ingresos y de industrialización de la región, el crecimiento de la población y los requerimientos en la ampliación de la cobertura del servicio, han incidido en que el aumento de la demanda de energía eléctrica se produzca a un ritmo más rápido que el de la economía en general. En las dos últimas décadas el crecimiento de la demanda eléctrica en la región fue superior al 5% anual. Para el período 1992-2005 se estima que con

la recuperación prevista del crecimiento económico esta tasa se mantendrá, por lo menos, en los niveles del 5% al 6% anual.

2. Organización del subsector eléctrico

- 1.12 El subsector eléctrico del Istmo Centroamericano está formado, en cada país, por organismos nacionales semiautónomos, en su mayoría verticalmente integrados, y por empresas distribuidoras (generalmente del tipo municipal), algunas de las cuales participan en menor proporción en la generación de energía eléctrica.
- 1.13 Los organismos nacionales son: el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), en Costa Rica; la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL), en El Salvador; el Instituto Nacional de Electrificación (INDE), en Guatemala; la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), en Honduras; el Instituto Nicaragüense de Energía (INE), en Nicaragua, y el Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE), en Panamá.
- 1.14 En Honduras, Nicaragua y Panamá, el subsector se halla casi en su totalidad en manos de las empresas nacionales (ENEE, INE e IRHE, respectivamente). En Costa Rica, la generación y transmisión están a cargo del ICE, y la distribución en el área central del país se efectúa por la Compañía Nacional de Fuerza y Luz, cuyas acciones, en su mayoría, pertenecen al ICE; adicionalmente, en este país operan cuatro cooperativas privadas. En El Salvador funcionan ocho compañías distribuidoras, la mayor de las cuales es la Compañía de Alumbrado Eléctrico de San Salvador (CAESS) que atiende el área central. En Guatemala, la Empresa Eléctrica de Guatemala Sociedad Anónima (EEGSA) realiza la distribución en el área central; sus acciones pertenecen mayoritariamente al INDE. Por otra parte, la EEGSA opera una planta térmica importante, tiene contratos con algunos cogeneradores y recientemente, según lineamientos del INDE, incorporó a un importante autoproducer, bajo la modalidad BOOT.

- 1.15 Generalmente estas empresas son regidas por una Junta o Consejo Directivo, cuyo presidente, en algunos casos, posee funciones ejecutivas, con una dirección o gerencia a cargo del manejo técnico y administrativo de la institución, y dependencias que atienden las diferentes funciones de gestión. En la mayoría de los casos, dependen organizativamente, en línea directa, del Ministerio de Energía del país respectivo.
- 1.16 Con excepción de Costa Rica, los organismos regulatorios del servicio eléctrico no han operado eficazmente en los países de la región, en cuanto a políticas de precios, concesiones y control de calidad. En el caso de Honduras, la reciente creación de la Comisión Nacional de Energía permitirá, en un plazo breve, disponer de un marco regulatorio adecuado para el desarrollo del sector energético.

3. Evolución de la electrificación y el cubrimiento de la demanda

- 1.17 Las empresas eléctricas nacionales surgieron en un marco de autonomía en el período 1949-1965, como respuesta a las necesidades urgentes de electrificación requeridas para fomentar el desarrollo y mejorar las condiciones de vida de la población. Entre los problemas comunes que estas empresas enfrentaron desde su fundación, se puede mencionar: a) infraestructura escasa y obsoleta; b) bajos niveles de electrificación y utilización, y c) desarrollo mínimo de los recursos autóctonos para la generación de energía.
- 1.18 En cuanto a la evolución de la capacidad instalada, en los primeros años las empresas desarrollaron proyectos hidroeléctricos y térmicos de pequeña y mediana capacidad. Posteriormente, en el período comprendido entre la década de los setenta y el primer quinquenio de los ochenta —sin duda muy influido por los dos choques petroleros—, con excepción de Nicaragua, se realizaron estudios y se construyeron proyectos hidroeléctricos grandes y medianos, situación que permitió disminuir la participación de la componente

térmica dentro del despacho. En el período 1986-1992, la capacidad instalada prácticamente no aumentó; no obstante, el consumo y, por lo tanto, la producción de electricidad mantuvieron un crecimiento sostenido, lo que ha provocado desabastecimiento en varios países, así como la adquisición de grupos generadores diesel y turbinas de gas, como soluciones de emergencia para satisfacer la demanda. En conjunto, la capacidad instalada de la región asciende a 4,294 MW, en los cuales la componente hidroeléctrica representa el 63% y la geotérmica el 4%.

- 1.19 El consumo de electricidad de los seis países del Istmo Centroamericano se incrementó durante el decenio de 1980, pese a que la situación económica no había mejorado. El mayor mercado de energía eléctrica en la región es el de Costa Rica, seguido en orden decreciente por los de Panamá, Guatemala, El Salvador, Honduras y Nicaragua. En 1992 la demanda máxima no coincidente de la región fue de 3,023 MW y la producción neta de energía de 15,797 GWh.
- 1.20 El porcentaje de la población que cuenta con servicio de energía eléctrica aumentó de manera notable, al pasar de 36% del total en 1980 a 52% en 1991, lo que significó en el último año suministrar servicio eléctrico a una población superior a 15 millones de habitantes. El índice de electrificación se elevó en todos los países, excepto Nicaragua; merece especial mención Costa Rica, que llegó a 96%.
- 1.21 También es importante señalar el incremento de las pérdidas casi en todas las empresas del Istmo, lo cual obedece, en gran medida, a los deficientes controles tanto en la medición como en los sistemas de facturación de las empresas.

4. Principales problemas del subsector eléctrico

- 1.22 Los principales problemas que presenta el subsector son: baja eficiencia productiva, deterioro financiero, ausencia de una buena gestión empresarial y falta de un marco regulatorio adecuado.
- 1.23 Durante los últimos años se han acumulado otros obstáculos: se ha descuidado —fundamentalmente por restricciones financieras— el mantenimiento, con costos adicionales tanto para los usuarios como para las empresas eléctricas; la rentabilidad ha caído significativamente por debajo del costo del capital, y los recursos propios de las empresas han sido insuficientes para cubrir el pago del servicio de su deuda. La reducida autonomía para la administración del sector, la falta de un marco regulatorio apropiado y las dificultades para una gestión empresarial más eficiente, han impedido su desarrollo. En gran medida, los problemas políticos y sociales de la mayoría de los países de la región incidieron negativamente sobre el subsector, singularmente en lo que respecta a la carencia o ambigüedad de los objetivos y políticas. La administración de las empresas eléctricas ha dedicado bastante tiempo a resolver problemas coyunturales y de corto plazo, frecuentemente ajenos al cometido propio del subsector.
- 1.24 Lo anterior ha generado una disminución de la eficiencia en el subsector, que se manifiesta en la baja productividad del personal (por ejemplo, la relación usuarios/empleados fluctúa entre 57 y 186 clientes en la región, mientras que en otros países de América Latina se observan índices superiores a 200); altos niveles de pérdidas (en promedio 17% y, en algunos países, superior al 20%), incumplimiento de las labores de mantenimiento de las instalaciones, y postergación de los planes de ampliación de la generación. Esto último ha reducido los márgenes de reserva en la generación de energía, causando, en la mayoría de los países, cortes o desabastecimiento en el suministro de energía.

- 1.25 Casi en todos los países se han desarrollado acciones para reestructurar los subsectores eléctricos respectivos, en función de lo cual se han tomado medidas para mejorar la gestión del subsector, y se están estudiando y reformando los marcos regulatorios y legales existentes.

5. Organismos regionales

- 1.26 Desde fines de la década de los cincuenta, las entidades encargadas del desarrollo de la electrificación en los países del Istmo Centroamericano, con la ayuda de organismos internacionales, han venido impulsando la integración de sus sistemas eléctricos. En 1958 el Comité de Cooperación Económica del Istmo Centroamericano, creó el Subcomité Centroamericano de Electrificación y Recursos Hidráulicos (SCERH), a fin de fomentar y coordinar acciones entre las empresas eléctricas del área e impulsar la elaboración de estudios sobre el desarrollo integrado del subsector eléctrico y los recursos hídricos de la región. Este foro está conformado por las máximas autoridades de los organismos que en cada país se responsabilizan del desarrollo de la electrificación.
- 1.27 A su vez, el Subcomité de Electrificación fundó, en 1963, el Grupo Regional de Interconexión Eléctrica (GRIE), el cual tiene como propósito promover y apoyar la integración del subsector eléctrico de América Central, y está formado por los responsables de la planificación y la operación de las seis empresas eléctricas nacionales del Istmo. La Subsede en México de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) actúa como Secretaría del Subcomité y del GRIE.
- 1.28 Desde 1979, las empresas eléctricas nacionales iniciaron gestiones para integrar el Consejo de Electrificación de América Central (CEAC). En 1985 se aprobó el convenio constitutivo de este organismo internacional, el cual fue ratificado posteriormente por los gobiernos de los países centroamericanos. Debido a la crisis

financiera de las empresas eléctricas, éstas acordaron que la Secretaría del CEAC fuera financiada por el país sede; decidieron encomendar la Secretaría Ejecutiva del CEAC a uno de sus funcionarios permanentes, y convinieron en que la sede se rotaría cada dos años entre los seis países. El primer período correspondió a la CEL de El Salvador, y comprendió del 10. de agosto de 1989 al 31 de julio de 1991. Posteriormente, de la sede del CEAC se responsabilizó el INE de Nicaragua y actualmente es desempeñada por el INDE de Guatemala.

- 1.29 Durante las últimas reuniones del GRIE y el CEAC, y a fin de ordenar todas las actividades e iniciativas de integración del subsector eléctrico regional, se acordó la creación, dentro de la estructura del CEAC, de un Comité Técnico y Financiero (CTF), el cual tendría funciones en las áreas de operación, planificación, finanzas e informática, contando con el apoyo de la CEPAL, en calidad de Asesoría Técnica. La creación del CTF es muy importante para la consolidación y fortalecimiento del CEAC, reafirmando como la entidad idónea para proponer, coordinar y ejecutar programas de cooperación regional en beneficio de las seis empresas eléctricas del Istmo Centroamericano.

C. La evolución de la integración del subsector eléctrico del Istmo Centroamericano

1. La interconexión eléctrica

- 1.30 Durante el decenio de 1980, los países del Istmo Centroamericano impulsaron decididamente su interconexión eléctrica, iniciada en 1976 con la línea entre Honduras y Nicaragua. En la actualidad, los sistemas eléctricos se hallan integrados en dos bloques: Guatemala y El Salvador al norte, y Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá al sur. Para el proyecto de interconexión entre El Salvador y Honduras, se realizaron los estudios de ingeniería y diseño; sin embargo, es necesario actualizarlos, dado que las condiciones de los

sistemas eléctricos de ambos países han cambiado notablemente. Con la concreción de este proyecto, para el cual se han identificado algunas fuentes de financiamiento, quedarían interconectados los seis países del Istmo Centroamericano.

- 1.31 Las interconexiones se han desarrollado como resultado de estudios y convenios bilaterales, complementados por convenios multilaterales, a fin de regular las transferencias de energía entre países no fronterizos. Además del ahorro de combustibles al sustituir generación térmica por hidráulica, las interconexiones eléctricas permitieron disminuir la magnitud del desabastecimiento de energía que a causa de la sequía sufrieron varios países de la región, en 1991 y a principios de 1992.
- 1.32 En el aspecto técnico, el factor que más fuertemente ha caracterizado la operación interconectada, es la debilidad tanto de las propias redes nacionales como de las líneas de interconexión. Esta característica ha dado lugar a serios problemas de inestabilidad, manifestados en forma de oscilaciones sostenidas de potencia y voltaje, que aparecen ante alguna perturbación o cuando se exceden ciertos valores de potencia en las líneas de interconexión. A consecuencia de la debilidad del sistema de transmisión resultan altas tasas de pérdidas en las transferencias de potencia entre países, especialmente si no son limítrofes.
- 1.33 Sin embargo, los problemas operativos fueron la ocasión para el desarrollo y mejora de la capacidad técnica de los profesionales de las empresas, al motivarlos a buscar los medios para su resolución. Así, se realizaron diversos estudios e investigaciones por parte tanto de técnicos extranjeros como de las propias empresas, con el apoyo de la CEPAL y la colaboración de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) de México. Estos esfuerzos fueron generando soluciones que han redundado en una notable mejoría de la situación.

1.34 Pese a la existencia de las interconexiones, las empresas eléctricas continúan planificando la expansión de sus sistemas eléctricos en forma aislada, con un criterio de plena autonomía de suministro. Tal enfoque, explicable en gran medida por las incertidumbres derivadas de la anterior inestabilidad política de la región, exige un financiamiento considerablemente más alto que si el desarrollo fuera coordinado.

1.35 No obstante, desde su inicio las interconexiones subregionales han contabilizado intercambios por 4,310 GWh, de los cuales 196 GWh (5%) corresponden al bloque norte y 4,114 GWh (95%) al bloque sur (véase el cuadro siguiente). Este volumen de transferencias ha representado la sustitución de aproximadamente 8 millones de barriles de combustible. Cabe agregar que se han registrado otros intercambios de naturaleza transitoria, para apoyarse mutuamente en emergencias, aun cuando no se contabilizan porque usualmente se compensa la energía en condiciones de operación similares.

RESUMEN DE INTERCAMBIOS DE ENERGIA EN LAS INTERCONEXIONES
REGIONALES DESDE SU INICIO

(GWh)

	1976-1979	1980-1989	1990-1991	Total
<u>Total</u>	<u>87</u>	<u>3 287</u>	<u>1,112</u>	<u>4 486</u>
Bloque Norte	-	167	82	249
Bloque Sur	87	3 120	1,030	4 237

1.36 Es importante señalar dos factores que incidieron en las transferencias: en 1983 y 1984, Costa Rica exportó 910 GWh (21% de las transferencias totales) correspondientes a excedentes del Complejo Hidroeléctrico Arenal-Corobicí, y en el período 1987-1991 Honduras exportó 1,472 GWh (34% de las transferencias totales)

correspondientes a excedentes de la hidroeléctrica Francisco Morazán (antes conocida como El Cajón).

- 1.37 La mayor parte de los intercambios ocurridos hasta la fecha se han debido a excedentes de energía hidroeléctrica, lo cual facilitó su concreción. Para el futuro, se prevé un panorama bastante diferente, por la virtual desaparición de este tipo de excedentes.
- 1.38 Por otra parte, los subsectores eléctricos de la región enfrentan serios problemas institucionales, administrativos y financieros. Ello ha obstaculizado en alguna medida el pago por las transferencias internacionales de energía, dando lugar, en algunas empresas, a la utilización de modalidades alternas, como el pago en especie.
- 1.39 En conclusión, pese a las dificultades económicas y políticas desde 1976 se han logrado, en forma gradual, importantes avances en materia de integración eléctrica del Istmo Centroamericano, tanto desde el punto de vista institucional como físico. La experiencia adquirida constituye una base sólida para abordar nuevas etapas.

2. La planificación regional

- 1.40 Desde el punto de vista conceptual, la integración del subsector eléctrico puede clasificarse en cuatro etapas: operación coordinada, operación conjunta, planificación coordinada y planificación conjunta. La primera etapa comprende la planificación operativa coordinada, a corto y mediano plazo, de los sistemas eléctricos que conforman los dos bloques subregionales actuales. Esto significaría un adelanto ya que, al presente, cada país sólo informa a los otros sobre sus disponibilidades de exportación para un período corto. En la segunda etapa, todos los sistemas de generación del Istmo operarían como una sola región. Para lograrlo sería necesario institucionalizar diversas medidas administrativas y técnicas, y establecer un centro regional de control.

- 1.41 Las tercera y cuarta etapas comprenden la planificación regional de los sistemas eléctricos. La planificación coordinada consiste en identificar —basándose en los planes de desarrollo de cada país y tendiendo a su integración gradual— proyectos regionales o binacionales, que podrían concretarse en el mediano plazo con la participación de dos o más países, y que representarían ahorros atractivos en las inversiones de la región. Asimismo, implica que los países coordinen sus planes de expansión y acepten cada vez un mayor grado de interdependencia, con objeto de comenzar a reducir y racionalizar las inversiones en los medios de producción. La identificación y desarrollo de proyectos regionales de generación es parte fundamental de esta etapa.
- 1.42 La última fase comprendería el desarrollo integrado de los seis sistemas interconectados nacionales, como una sola región. De esta manera se obtendrían los máximos beneficios, por el ahorro tanto en la operación como en las inversiones.

D. Los proyectos regionales

- 1.43 Los programas y proyectos regionales de reciente finalización o en ejecución son los siguientes: a) proyecto para el Desarrollo Institucional e Integración Eléctrica del Istmo Centroamericano (DIEICA); b) Programa de Actividades Regionales en el Subsector Eléctrico del Istmo Centroamericano (PARSEICA); c) Sistema de Interconexión Eléctrica para América Central (proyecto SIPAC), y d) Estudio de Prefactibilidad de Interconexión entre Colombia, México y Venezuela (Grupo de los Tres, G-3) y los países de América Central. En adición a lo anterior, el CEAC está impulsando estudios para proponer una metodología común para la estructuración de las tarifas y, conjuntamente con el BID, promueve un grupo de proyectos de cooperación técnica, entre los cuales se encuentra el PARPE, objeto del presente documento.

1. DIEICA

- 1.44 Para propiciar el fortalecimiento institucional y la integración del subsector eléctrico de la región, se formuló, dentro del Programa Especial de Cooperación Económica para Centroamérica de las Naciones Unidas, el proyecto DIEICA, el cual constaba de dos fases. El Banco Mundial fungió como agencia ejecutora principal de ambas etapas, y la CEPAL como agencia asociada.
- 1.45 La fase I incluía la revisión y actualización de los perfiles de proyectos urgentes, prioritarios y de corto plazo. Los resultados de esos trabajos (98 perfiles de proyecto) se presentaron a consideración de la Primera Reunión Sectorial de los Gobiernos del Istmo Centroamericano y Gobiernos e Instituciones Cooperantes, realizada en San Salvador, El Salvador, los días 3 y 4 de abril de 1990.
- 1.46 La fase II del proyecto tenía como objetivos identificar las áreas de las empresas eléctricas que requirieran de fortalecimiento institucional y financiero, así como los aspectos encaminados a consolidar el proceso de integración eléctrica regional. En el proyecto se realizó un diagnóstico para identificar los factores institucionales que afectan el desarrollo y cobertura de cada una de las empresas eléctricas; se evaluaron los procedimientos utilizados en las áreas de gestión empresarial, planificación, operación, distribución, ingeniería y construcción, finanzas y comercial, y se formularon proyectos para apoyar a las empresas eléctricas en el mejoramiento de su eficiencia. Como resultado del proyecto se cuenta con perfiles orientados al fortalecimiento institucional y a la integración eléctrica de cada uno de los países y de la región en su conjunto. Asimismo, se formularon recomendaciones específicas, tendientes a mejorar la eficiencia económica de la red eléctrica del Istmo Centroamericano.

2. PARSEICA

- 1.47 El PARSEICA surgió como una de las respuestas a las mayores exigencias técnicas que plantea a las empresas la operación de una red eléctrica integrada a nivel regional. Tenía como propósito reforzar la capacidad técnica de las empresas eléctricas del Istmo Centroamericano, para lograr una operación más segura y económica de los sistemas eléctricos nacionales, así como promover la operación integrada de dichos sistemas. En su concepción original, el PARSEICA incluía actividades en las dos áreas: a) la planificación de la expansión de los sistemas eléctricos y b) la operación del sistema interconectado regional. Debido a restricciones de presupuesto, y a que la operación requería una atención más prioritaria, en su versión final el programa quedó reducido al segundo de estos componentes, con énfasis en los temas del planeamiento operativo y la seguridad operativa, conservando como único elemento relativo a la planificación, la realización de un seminario de siete días, dirigido a identificar metodologías para el planeamiento de la expansión de los sistemas de generación y transmisión.
- 1.48 El PARSEICA comprendía los siguientes elementos principales: a) instalación en cada empresa eléctrica de un simulador digital para estudios de seguridad operativa (flujos de potencia, fallas y estabilidad); b) desarrollo e instalación en cada empresa eléctrica de modelos para optimizar la producción de electricidad y facilitar la concertación de intercambios entre países (administración de embalses, disminución de costos de producción y evaluación de costos de operación); c) adquisición de un computador para cada empresa eléctrica, en el cual se instalaron los modelos digitales de análisis de redes y de planeamiento operativo, y d) capacitación de un grupo de profesionales en seguridad y planeamiento operativos. El presupuesto global del proyecto fue de 3.3 millones de dólares. El BID financió 2.3 millones de dólares como cooperación técnica no reembolsable, y las empresas eléctricas cubrieron el resto como

aporte, principalmente en especie. Otra característica muy importante del proyecto fue la capacitación y participación activa en la ejecución de los trabajos, de un grupo de profesionales de las seis empresas eléctricas de la región. Por acuerdo de las seis empresas eléctricas de la región, el proyecto estuvo a cargo del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), institución que integró una Unidad Ejecutora ad hoc para su ejecución y administración. En la realización del proyecto, la CFE de México proporcionó una amplia cooperación técnica.

- 1.49 Con la finalización del PARSEICA, las empresas eléctricas y el CEAC se encuentran trabajando en la instrumentación de las recomendaciones emanadas del proyecto, principalmente en lo referente a la conformación de los grupos de trabajo y comités técnicos que continuarán impulsando la coordinación de la operación de los sistemas interconectados y que se encargará de la realización de estudios regionales con la participación de profesionales de los seis países. Otras acciones que se impulsarán consisten en el establecimiento de procedimientos para medir la eficiencia de las plantas térmicas y la definición y aplicación de formas de pago ágiles y transparentes. En el mediano plazo, estas acciones tendrían como meta que los sistemas interconectados nacionales operaran en forma conjunta y, en un plazo mayor, con una interconexión reforzada.

3. El SIPAC

- 1.50 El Sistema de Interconexión Eléctrica para los países de América Central (SIPAC) ha sido impulsado por el grupo español ENDESA. Originalmente, este proyecto —que se empezó a estudiar a fines de 1987— preveía la puesta en servicio en 1992 de una línea de 500 kV, que iría desde Panamá hasta Guatemala (1,680 km). En 1992 se inició la actualización de los estudios de factibilidad de este proyecto, con el propósito de identificar el programa de desarrollo de una interconexión más robusta, acorde con las posibilidades de

intercambio de potencia y energía que se prevén para el futuro, así como con los recursos financieros de las empresas, para analizar la conveniencia técnica, financiera y la oportunidad en el tiempo de dicho desarrollo.

1.51 El proyecto SIPAC está originalmente concebido para desarrollarse en tres etapas, que van desde el refuerzo de las instalaciones existentes hasta la total integración de los países con un sistema de alta tensión, lo cual, en principio, se lograría en un plazo de 10 años. Queda todavía por realizar un conjunto de estudios que demuestre la justificación económica, la oportunidad de las distintas etapas, y el número y los componentes de inversión que incluiría cada una de ellas. La línea de interconexión El Salvador-Honduras podría ser uno de los refuerzos considerados como primera fase del SIPAC.

1.52 El BID ha participado en el desarrollo de esta iniciativa desde sus comienzos y está colaborando con una asesoría técnica para el desarrollo de los estudios que se ejecutan. Además, ha previsto el apoyo financiero para los estudios de ingeniería que surjan de las optimizaciones que se están efectuando, así como para el desarrollo de las inversiones. La secretaría ejecutiva del SIPAC es desempeñada por ENDESA de España.

4. La interconexión de los países del G-3 y los países de América Central

1.53 Desde 1990, y en el marco de los acuerdos de los países del Grupo de los Tres (G-3), se han venido impulsando acciones en el sentido de conformar una cuenca energética regional. Con ese propósito, fueron creados cuatro grupos de trabajo, uno de los cuales, el Grupo Técnico de Interconexión Eléctrica (GTIE), se responsabiliza de los aspectos relacionados con la interconexión de los países del G-3 y los del Istmo Centroamericano.

1.54 El GTIE está conformado por representantes de las empresas eléctricas nacionales de Colombia, México y Venezuela. Se ha organizado a partir de una Secretaría **pro tempore**, cuya sede ha sido rotativa y corresponde actualmente a Venezuela. El CEAC y las empresas eléctricas del Istmo Centroamericano han sido incorporados a las actividades del GTIE. La CEPAL ha actuado como organismo asesor.

1.55 Con el apoyo financiero del BID, durante la séptima reunión del GTIE, celebrada en la ciudad de Guatemala en octubre de 1993, se acordó iniciar el estudio de prefactibilidad de la interconexión entre los países del G-3 y los del Istmo Centroamericano. Dicho estudio tendrá un nivel prospectivo y partirá de los resultados obtenidos en el proyecto SIPAC. El estudio se encuentra en fase de recopilación y análisis de la información básica.

E. Metodologías para la planificación de la expansión de los sistemas eléctricos

1.56 Para avanzar hacia una coordinación en la planificación de los sistemas eléctricos regionales, es necesario trabajar con los planificadores de las empresas, a fin de determinar los criterios y obtener los consensos básicos que definirían las posibles formas o modos para abordar la planificación regional del subsector eléctrico. Los consensos básicos tienen que lograrse en torno a la metodología y los criterios de planificación.

1.57 El estudio del ERICA obtuvo algunos avances en cuanto a la adopción de criterios comunes; sin embargo, la transferencia de las metodologías utilizadas en el estudio (principalmente basándose en los modelos WASP y Modelo Nacional de Inversiones (MNI)) no se pudo realizar a raíz de las dificultades existentes en ese momento, especialmente las derivadas de las limitaciones e incompatibilidades de los equipos de cómputo de que disponían las empresas eléctricas. Posteriormente, gracias al esfuerzo hecho por la Organización

Internacional de Energía Atómica (OIEA) y al desarrollo y amplia difusión que han tenido las computadoras personales, casi todos los países del Istmo utilizan el modelo WASP-III como herramienta central para la planificación de las adiciones de generación. No obstante las limitaciones de esta herramienta para simular adecuadamente sistemas hidrotérmicos y múltiples sistemas interconectados, su utilización debe reconocerse como un avance importante.

- 1.58 Los estudios de factibilidad del SIPAC, que desde 1987 impulsa el grupo español ENDESA, parten de los programas de equipamiento individuales de los países del Istmo y la evaluación se ha hecho considerando algunas opciones de planificación coordinada. Desde el punto de vista de la planificación regional, los logros más importantes de esta iniciativa han sido la conformación de los grupos técnicos participantes en el estudio, los consensos y acuerdos en cuanto a criterios de planificación y la conformación de las bases de datos con las características de los sistemas. La transferencia de metodologías ha sido limitada, dado que ENDESA no cuenta con licencia para ceder el modelo central utilizado en el estudio (EGEAS, sigla del **Energy Power Research Institute**). Por otro lado, las características del modelo EGEAS parecen no ajustarse a las necesidades de los sistemas interconectados de la región. Otros modelos utilizados en el estudio, principalmente los desarrollados por el Instituto de Investigaciones Tecnológicas (IIT) de España para la evaluación de la confiabilidad del sistema de transmisión y para el cálculo de precios **spot** en sistemas interconectados, tampoco fueron transferidos a los países de la región.
- 1.59 Los estudios para la interconexión entre los países del G-3 y los del Istmo Centroamericano son otro ejemplo de los esfuerzos empeñados a nivel regional, y que competen al campo de la planificación coordinada de los planes de expansión de los sistemas interconectados. Entre la cooperación técnica identificada por el

G-3 para los países del Istmo Centroamericano, destaca el ofrecimiento hecho por Interconexión Eléctrica Sociedad Anónima (ISA), en el sentido de ceder los modelos desarrollados por esa empresa, para la evaluación y planificación de los sistemas de transmisión. La combinación de las metodologías SUPER/OLADE-BID e ISA permitirá completar un conjunto de herramientas coherentes para la planificación de sus respectivos sistemas eléctricos.

- 1.60 El desarrollo histórico de los sistemas eléctricos en los diferentes países ha condicionado la estructuración de las distintas metodologías para su planificación. Así, es posible obtener variadas y diferentes metodologías que no pueden adaptarse a la especificidades propias de los países en desarrollo. Como ejemplo palpable de lo anterior, puede mencionarse los intentos de varios países latinoamericanos, en la década de los setenta, por desarrollar metodologías para la determinación de la expansión óptima, los cuales, en su mayor parte, no fueron exitosos por haber partido de premisas válidas para otro tipo de sistemas.
- 1.61 Para el caso del Istmo, destacan como características básicas la alta participación de la componente hidráulica, la baja utilización del potencial hidroeléctrico en la mayor parte de los países, la no despreciable participación de las centrales geotérmicas, los sistemas de transmisión longitudinales y las limitadas reservas de combustibles fósiles. Otra característica particular para la interacción generación-transmisión es la determinada por la interconexión de seis sistemas de magnitud semejante y su posible conexión con sistemas de mayor tamaño.
- 1.62 En la actualidad, las herramientas de planificación SUPER/OLADE-BID constituyen el desarrollo metodológico que mejor se adapta para analizar la evolución de sistemas interconectados como los centroamericanos, razón por la cual el PARPE se ha estructurado a partir de esta metodología. Como complemento del programa, se

utilizará la metodología desarrollada por ISA de Colombia para evaluar el desarrollo de los sistemas de transmisión en la región.

1. Metodología de planificación SUPER/OLADE-BID

1.63 La Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), con financiamiento del BID, inició en 1991 un proyecto para el desarrollo de metodologías y sistemas para la planificación del subsector eléctrico, a fin de satisfacer las necesidades mínimas de los planificadores de los países miembros de la OLADE. Esta metodología, denominada SUPER/OLADE-BID, está integrado por los siguientes paquetes:

- a) Paquete básico para la evaluación y optimización de planes de expansión, el cual incluye el manejo y tratamiento de la información básica (demanda e hidrología) y los módulos de despacho y optimización.
- b) Paquete avanzado para analizar estrategias de expansión, tomando en cuenta aspectos de riesgo e incertidumbre.

1.64 Los dos paquetes de la metodología SUPER/OLADE-BID conforman un sistema altamente interactivo de herramientas de planificación, estructurado por los siguientes módulos:

- a) Modelo de demanda y evaluación de programas de conservación de energía, cuyo objetivo principal es elaborar los modelos de curvas de carga a partir de información histórica y proyecciones de demanda. También permite la evaluación de programas de conservación de energía y administración de carga.
- b) Módulo hidrometeorológico, el cual tiene la tarea de suministrar la información hidrológica a nivel mensual o a otro nivel de agregación requerida por los otros

módulos desarrollados dentro del proyecto, incluida la energía generable por los proyectos hidroeléctricos requerida por el modelo WASP, y las series sintéticas de caudales en los sitios de los proyectos necesarios para la simulación probabilística de los sistemas.

- c) Modelo de despacho hidrotérmico, cuyo objetivo es calcular la política óptima de operación de los sistemas de generación. Considera la operación de sistemas interconectados, simulando un embalse equivalente para cada uno de ellos.
- d) Modelo térmico, para la evaluación de sistemas térmicos pequeños, considerando fases intermedias para interactuar con el modelo WASP en la evaluación de planes de expansión.
- e) Módulo de expansión, cuyo objetivo es seleccionar programas de expansión óptimos, que minimicen el costo de inversión y operación, respetando las restricciones de operación de un conjunto de subsistemas interconectados.
- f) Módulo avanzado de planificación, con la consideración de incertidumbres, cuya tarea es determinar en forma implícita, estrategias de expansión eléctrica que tengan en cuenta aspectos de riesgo e incertidumbre, como desviaciones en las predicciones de la demanda y precios de combustibles, retrasos en la ejecución de los proyectos, fluctuaciones hídricas y variaciones en las restricciones financieras.
- g) Módulo de análisis financiero, el cual evalúa la factibilidad financiera de los planes de expansión de los sistemas eléctricos.

1.65 Todos los módulos del sistema de planificación mencionado contemplan la operación de sistemas eléctricos interconectados. El conjunto de modelos se encuentra en etapa de pruebas y ajustes finales, y fue liberado para su distribución a los países en diciembre de 1993. En el desarrollo participan especialistas del sector, quienes han elaborado los modelos basándose en experiencias relacionadas con la planificación de sistemas eléctricos existentes en los países latinoamericanos.

1.66 Los modelos SUPER/OLADE-BID constituyen, sin lugar a dudas, el desarrollo metodológico que en la actualidad más se adecua al análisis del equipamiento de la generación en sistemas hidrotérmicos, por lo cual se recomienda como metodología central dentro del PARPE; sin embargo, es necesario tomar en cuenta lo siguiente:

- a) El módulo de demanda trabaja a base de proyecciones de demanda suministradas por el usuario y, como se explicó anteriormente, su objetivo es elaborar modelos de la curva de carga y preparar información para otros módulos. Para la elaboración de planes regionales, deberá revisarse con suma atención la metodología y las premisas con las cuales se hayan formulado las proyecciones en cada país, a fin de asegurar que sean consistentes.
- b) El sistema de transmisión únicamente se analiza en forma simplificada y a nivel de interconexión entre sistemas, de forma que el problema de la expansión de la transmisión se deberá estudiar en detalle con otras herramientas.
- c) El hecho de manejar sólo cinco sistemas (embalses), es una limitación para el caso del Istmo Centroamericano; no obstante, su adecuación para manejar hasta seis sistemas parece ser una modificación menor que podría abordarse dentro del PARPE.

2. Metodología de transmisión de ISA

- 1.67 La metodología desarrollada por ISA para evaluar, sobre la base de criterios técnicos y económicos, la expansión de los sistemas de transmisión, tiene por objetivo la definición de los esquemas de transmisión y transformación asociados con el plan óptimo de expansión de la generación y los refuerzos necesarios para la red. En el PARPE se propone que la definición del plan óptimo de generación sea definido por los modelos SUPER/OLADE-BID y, a partir de esta propuesta, se elaboraría la planificación de la transmisión con la metodología de ISA.
- 1.68 La metodología de ISA está conformada por modelos que abordan el problema de la evolución de las redes en las etapas de largo, mediano y corto plazos. Los modelos que utiliza son los siguientes: TRANEX (flujo de carga lineal), TRANISA (evaluación de refuerzos a la red a base de flujos de potencia dc), y COMPEGET (evaluación estocástica de los diferentes estados de operación, partiendo de la distribución de probabilidad de la disponibilidad de los elementos del sistema).
- 1.69 Esta metodología se complementa con modelos para la evaluación de los estados estacionario y transitorio de las redes, los cuales, para propósitos del PARPE, se podrían sustituir por los modelos de seguridad operativa que fueron cedidos a las empresas eléctricas dentro del recién finalizado proyecto PARSEICA.
- 1.70 De acuerdo con el ofrecimiento hecho por ISA a las empresas eléctricas centroamericanas, estos modelos se les podrían ceder mediante la suscripción de un convenio para la utilización de estas herramientas. También recomienda ISA la conveniencia de mejorar la interfaz hombre-máquina, con el propósito de facilitar y hacer amigable la utilización de los modelos.

II. JUSTIFICACION

A. Perspectivas de la integración eléctrica

2.1 No obstante la difícil situación por la que atravesó la mayoría de los países del Istmo Centroamericano, la demanda de energía ha continuado creciendo, reduciéndose sustancialmente la reserva de potencia y energía en los sistemas, con el correspondiente desabastecimiento en varios países. Los rasgos más importantes observados en los últimos años en el subsector eléctrico, desde el punto de vista del abastecimiento de la energía, son los siguientes:

- a) En su mayor parte, únicamente ha habido pequeñas adiciones a la capacidad instalada de la región, enfocándose los esfuerzos de las empresas a la rehabilitación de antiguas centrales termoeléctricas que tendrán una importante participación en la estructura del despacho los próximos años.
- b) Crecimiento de la demanda de energía en todos los países, resultando para toda la región un promedio de 5.6% en el período 1985-1991.
- c) Disminución de la reserva, como consecuencia del incremento en la demanda de energía y la merma en la capacidad disponible debido a la baja confiabilidad de las unidades térmicas. La seguridad en el suministro de energía depende cada vez más de los regímenes hídricos; se estima que durante 1991 se racionó energía en cuatro países, por un total de 233 GWh.
- d) Incremento, a partir de 1990, de la participación térmica en la producción de energía eléctrica en el Istmo.

- e) Atraso de los programas de inversión, ejecución de proyectos térmicos con el propósito de reducir riesgos de desabastecimiento, e inicio de algunos proyectos de generación de pequeña y mediana magnitud.
- f) Incremento de los niveles de pérdidas casi en todas las empresas eléctricas del Istmo.

2.2 Con excepción de Costa Rica, los países del Istmo Centroamericano han retrasado sus programas de adición de nuevas centrales, como resultado sobre todo de la difícil situación financiera padecida por las empresas eléctricas.

2.3 De acuerdo con los programas individuales de ampliación de los sistemas de generación nacionales, se prevé que la capacidad instalada se incrementará 4,727 MW en el período 1993-2005, correspondiendo 2,022 MW a centrales hidroeléctricas, 667 MW a centrales geotérmicas, y 2,038 MW a termoeléctricas convencionales, tanto nuevas como rehabilitadas. Sobre la base de una planificación autónoma de los sistemas, se estima que las inversiones requeridas en el Istmo Centroamericano son superiores a los 800 millones de dólares anuales. Diferentes evaluaciones hechas recientemente muestran que se obtendrían importantes beneficios si se adoptara la planificación integrada de la región.

2.4 Como se mencionó anteriormente, en los últimos años ha habido avances notables para impulsar la operación coordinada de los sistemas eléctricos del Istmo Centroamericano, principalmente derivados del PARSEICA y de las recomendaciones emanadas de ese proyecto, las cuales son implementadas por los comités técnicos del CEAC.

2.5 Las acciones tendientes a lograr la integración eléctrica del Istmo Centroamericano deberán considerar las condiciones prevalecientes

en los próximos años, muy diferentes a las observadas anteriormente. Entre los aspectos sobresalientes se mencionan:

- a) Crecimiento sostenido de la demanda de energía eléctrica, como consecuencia de los procesos de estabilización y pacificación.
- b) Virtual desaparición de los excedentes de energía hidroeléctrica, por lo que los intercambios de este tipo de energía serán mínimos; se estima que sólo ocurrirán en temporada de lluvias, cuando la demanda de un país no pueda absorber toda la producción hidroeléctrica, tanto por falta de demanda (carga liviana) como de capacidad de embalses.
- c) Incremento del consumo de combustibles para la generación de energía eléctrica. La participación de las centrales termoeléctricas será cada vez mayor y ello obligará a hacer reparaciones importantes en las centrales existentes e instalar nuevas termoeléctricas.
- d) La cartera de proyectos hidroeléctricos y geotérmicos con estudios a nivel de factibilidad es escasa, situación que incide en la fragilidad de los planes de expansión de las empresas. Los atrasos en la entrada de algún proyecto podrían provocar dificultades para el suministro de energía y obligar a la adquisición de centrales térmicas, con lo que aumentaría la dependencia de los hidrocarburos.
- e) Disminución progresiva de la confiabilidad en el suministro de energía eléctrica. Descenso de la reserva y fragilidad de los sistemas ante situaciones como salidas forzadas o no previstas de las centrales, o bien

la merma de los caudales en las hidroeléctricas, como consecuencia de sequías.

- f) La inauguración de la interconexión El Salvador-Honduras, posiblemente a partir de 1996, aunque posibilita una mejor gestión de los intercambios, también presentará mayores problemas de estabilidad, situación que requerirá un esfuerzo adicional en la coordinación de la operación de los sistemas regionales.
- g) Los subsectores eléctricos de la región enfrentan serios problemas institucionales, administrativos y financieros. Las medidas que se adopten en cada país para la corrección de estas deficiencias deben coincidir en la óptima utilización de los recursos, como una opción para satisfacer las crecientes necesidades de energía eléctrica.
- h) Aun cuando parecen modestos, los proyectos considerados en los planes de expansión de los países requieren inversiones superiores a 800 millones de dólares anuales. No existen buenas perspectivas para lograr el acceso al crédito externo y los gobiernos han limitado los subsidios para el subsector eléctrico.
- i) En todos los países se están desarrollando acciones tendientes a mejorar la gestión y eficiencia en los subsectores eléctricos, para lo cual han reformado o están en proceso de revisar los marcos jurídicos y regulatorios y la organización de los subsectores, fomentando la participación de la iniciativa privada en un ambiente claro y equitativo para todos los interesados. En este contexto, las empresas eléctricas de los países reconocen la importancia de la

planificación indicativa y la necesidad de reforzar los cuadros encargados de su formulación.

2.6 Existe consenso en las empresas eléctricas para abordar en forma global el problema de suministro de energía eléctrica para toda la región, lo cual posibilitaría encontrar soluciones factibles de desarrollo más baratas que si se analizara en forma individual para cada país. Con todo, para posibilitar el desarrollo integrado de los sistemas del Istmo Centroamericano, hay que avanzar previamente en actividades que generen, en cada una de las empresas, una infraestructura básica de planificación como: i) metodologías y herramientas de cálculo homogéneas y adecuadas para evaluar los planes de desarrollo, y ii) capacitación del personal en el uso de estas herramientas.

2.7 De acuerdo con la situación descrita en los párrafos anteriores, las acciones principales tendientes a incrementar la integración de los subsectores eléctricos del Istmo Centroamericano propuestas por la CEPAL, están encaminadas a alcanzar en el corto y mediano plazos: a) la operación coordinada y b) la planificación coordinada. Para un plazo mayor se podría tender a la operación conjunta e integrada.

B. Justificación del PARPE

2.8 El PARPE ofrece soluciones para enfrentar, en el mediano y largo plazos, el problema del suministro de energía eléctrica, al identificar proyectos cuyos estudios y construcción podrían iniciarse en un período de tres o cuatro años como máximo. Adicionalmente, se sentarían las bases para lograr la planificación y desarrollo integrado de los sistemas regionales.

2.9 En las fases iniciales del proyecto, se propone evaluar los recursos con que cuentan actualmente las áreas de planificación de las empresas eléctricas. Se programarán seminarios para la capacitación del personal de las áreas de planificación de las empresas en las

metodologías SUPER/OLADE-BID e ISA. Se revisará y evaluará, en cada país, los planes de expansión con esta metodología, lo cual servirá como plataforma para el análisis de desarrollo regional, en el que se considerarán diferentes grados de integración eléctrica.

- 2.10 Finalmente, se presentarán los proyectos de desarrollo conjunto que resulten más atractivos, y se preparará un programa de actividades que servirá al CEAC y a las empresas del Istmo Centroamericano para dar seguimiento adecuado y continuar impulsando este tipo de proyectos, así como la integración de los sistemas eléctricos de la región.

III. OBJETIVOS Y DESCRIPCION

A. Objetivos del proyecto

3.1 Los objetivos del proyecto serán los siguientes:

- a) Evaluar los recursos y metodologías existentes en las empresas eléctricas de los seis países del Istmo Centroamericano en el área de planificación de la expansión de los sistemas eléctricos.
- b) Transferir la metodología de planificación SUPER/OLADE-BID a los seis países y capacitar en los diferentes módulos que conforman dicha metodología.
- c) Desarrollar las interfases y transferir, a los seis países, la metodología de planificación de sistemas de transmisión desarrollada por ISA de Colombia.
- d) Difundir y promover la aplicación de una metodología común y criterios similares para la planificación de la expansión de sistemas eléctricos en los seis países del Istmo Centroamericano.

- e) Impulsar la planificación coordinada como una opción viable que permita reducir los costos y mejorar las condiciones para la satisfacción de las necesidades de energía eléctrica.
- f) Fortalecer la capacidad técnica de las empresas eléctricas en las actividades que constituyen el proceso de planificación; para ello, se impartirán cursos y se transferirá, de manera eficaz, a cada empresa eléctrica la metodología SUPER/OLADE-BID para planificación de sistemas eléctricos.
- g) Analizar los beneficios que se obtendrían ante diversos grados de integración y evaluar proyectos regionales específicos de generación.
- h) Recomendar mecanismos y procedimientos para la realización de futuros estudios regionales y la actualización de las metodologías y bases de datos, actividades que quedarán a cargo de un comité específico dentro del CEAC.

B. Descripción del proyecto

- 3.2 El proyecto esta dividido en las seis fases siguientes: a) diagnóstico; b) capacitación; c) instalación y adaptación de los modelos; d) evaluación de los planes nacionales; e) elaboración de planes regionales y f) propuestas para impulsar la planificación regional.

1. Diagnóstico

- 3.3 En la fase de diagnóstico se evaluarán los recursos de planificación eléctrica existentes en las empresas y se revisarán los criterios de planificación utilizados en los países. El diagnóstico de los recursos de planificación existentes en las empresas eléctricas se realiza con el propósito de examinar los sistemas de planificación utilizados en cada una de las empresas eléctricas y evaluar los

recursos humanos, metodológicos, computacionales y materiales de que disponen para la planificación de su desarrollo. Se dará especial énfasis al análisis de las metodologías utilizadas para la proyección de la demanda de energía eléctrica. A partir de este diagnóstico se formularán recomendaciones a las empresas eléctricas y se plantearán acciones para la programación y readecuación de las actividades del proyecto.

2. Capacitación

- 3.4 Al programa de capacitación referido corresponde el renglón más grande del proyecto y está conformado por un seminario ejecutivo, dos seminarios técnicos y siete cursos. El primero de los seminarios técnicos versará sobre el diagnóstico de la situación actual de las empresas eléctricas, una visión general de las metodologías SUPER/OLADE-BID e ISA, y la discusión de los criterios de planificación que se usarán en el PARPE. El segundo analizará los resultados obtenidos de la aplicación de las metodologías y en él se propondrá un plan de expansión integral de la región. Cada seminario tendrá una duración de siete días.
- 3.5 Cada uno de los cursos tendrá una duración de 15 días, y en ellos se analizarán con suficiente grado de profundidad los seis módulos que conforman la metodología SUPER/OLADE-BID, así como la metodología para la evaluación de los sistemas de transmisión de ISA, su funcionamiento, datos de entrada, sus resultados e interpretación y la adaptación de este sistema de planificación a las necesidades de las empresas eléctricas de la región, tanto individualmente como en su conjunto.
- 3.6 Los participantes, tanto de los seminarios como de los cursos, deberán corresponder al personal técnico requerido para el desarrollo y obtención de resultados basados en la metodología

mencionada. Concretamente, el equipo que se forme en cada país debe incluir profesionales de las siguientes áreas o especialidades: hidrología, economía y proyección de la demanda de energía eléctrica, planificación de la expansión de la generación, planificación de la expansión de la transmisión, operación de sistemas hidrotérmicos y análisis económico-financiero. El proyecto tiene contemplado el financiamiento para la participación de tres representantes de cada país por curso y seminario.

- 3.7 La finalidad de los cursos apunta a estructurar un equipo técnicamente capaz de elaborar nuevos planes de expansión "robustos" en las empresas eléctricas de la región y evaluar beneficios de proyectos regionales, considerando diferentes modalidades para su ejecución. Los seminarios tienen un carácter más general, con el propósito de informar a profesionales de cuadros medios y altos sobre el desarrollo y alcance del PARPE, las características de las metodologías que se usarán y los beneficios de la planificación coordinada.

3. Instalación y adaptación de modelos

- 3.8 Esta fase comprende la adquisición del equipo de cómputo y software estándar mínimo para cada país y la adecuación e instalación de los modelos. Contempla las siguientes actividades:

- i) Para la metodología SUPER/OLADE-BID, la realización de modificaciones menores y ampliaciones necesarias para la adaptación de los sistemas y prototipos, de manera que se ajusten a los requerimientos de los países del Istmo Centroamericano.
- ii) Para la metodología de ISA, el mejoramiento de la interfaz hombre-máquina, la elaboración de una nueva versión de la documentación de los modelos, y la realización de modificaciones menores y ampliaciones necesarias para la

adaptación de los modelos, de manera que se ajusten a los requerimientos de los sistemas de la región;

- iii) Adquisición de equipo de cómputo apropiado e instalación en cada país de la metodología global de planificación eléctrica, compuesta por los sistemas antes mencionados.

4. Evaluación de los planes nacionales

3.9 Esta etapa se realizará con la participación de profesionales de las empresas, quienes revisarán, con la metodología SUPER/OLADE-BID e ISA, los planes nacionales y definirán el caso base de desarrollo autónomo que se usará en la siguiente fase. Las actividades que se abarcan son:

- i) Recopilar toda la información relativa a los planes de expansión de las empresas y definir los procedimientos para la revisión, estandarización y actualización de la información.
- ii) Revisar metodologías para proyección de demanda y pronósticos utilizados en los planes de expansión de los países, con el objetivo de formular recomendaciones para utilizar escenarios coherentes en los estudios regionales.
- iii) Analizar los costos de los proyectos que se usan en los planes nacionales y formular una propuesta para costos unitarios de proyectos típicos.
- iv) Revisar los criterios de planificación eléctrica utilizados en la región, con el objetivo de proponer, sobre la base de los requerimientos de las metodologías SUPER/OLADE-BID e ISA, un conjunto de criterios coherentes que se usarán para el

estudio de planificación coordinada. Los resultados del diagnóstico y la propuesta de criterios se presentarán en el primer seminario técnico.

- v) Evaluar con la metodología SUPER/OLADE-BID e ISA los programas de desarrollo en cada país, con el propósito de formular recomendaciones a cada una de las empresas y estructurar la base de datos para los estudios de expansión coordinada. Las recomendaciones para cada país deberán ser amplias y variadas, tanto sobre los tópicos tradicionales de la planificación (escenarios considerados, proyecciones de demanda, cubrimiento oferta-demanda y factibilidad económica y financiera del plan) como sobre los resultados de sensibilizar el plan óptimo y analizar situaciones de incertidumbre y restricciones financieras.

5. Elaboración de los planes regionales

- 3.10 Esta fase tiene previsto efectuar una evaluación del desarrollo regional de los sistemas eléctricos considerando distintos grados de coordinación en los planes de expansión y compararlos con el desarrollo autónomo de los países. Los resultados de estos estudios deberán ser discutidos con los técnicos de las empresas, durante la realización de los últimos cursos, y se presentarán a las autoridades de las empresas eléctricas en las reuniones de evaluación y seguimiento del proyecto. Esta fase comprende las actividades siguientes:

- i) Recopilar la información relativa a proyectos regionales y desarrollo de cuencas hídricas limítrofes, lo cual permitirá definir una cartera de proyectos regionales que podrían participar en el desarrollo integrado de la región.
- ii) Identificar los proyectos de generación de interés regional, evaluación de su complejidad y ubicación en el tiempo.

- iii) Definir y establecer los diferentes grados de integración y los escenarios para el análisis del desarrollo coordinado del subsector eléctrico del Istmo Centroamericano.
- iv) Aplicar la metodología de planificación global de sistemas eléctricos SUPER/OLADE-BID e ISA, con el propósito de cuantificar los beneficios de los escenarios analizados.
- v) Evaluar, basándose en el esquema de generación resultante para el desarrollo autónomo de los sistemas y los casos más viables de desarrollo coordinado, la expansión de los sistemas de transmisión y los refuerzos internos en cada país, así como los asociados a las interconexiones y proyectos regionales.
- vi) Evaluar, sobre la base de los resultados de los ejercicios de planificación coordinada, los beneficios individuales de los proyectos regionales que se identifiquen y para los que exista suficiente información. Los proyectos regionales comprenden desarrollos termoeléctricos regionales, grandes centrales hidroeléctricas y proyectos hidroeléctricos limítrofes, así como el reforzamiento de las interconexiones e interconexiones de segundo orden.

6. Propuestas para impulsar la planificación coordinada

3.11 En la última fase del proyecto se elaborará una serie de recomendaciones y propuestas para que el CEAC y las empresas eléctricas avancen en la planificación regional. Entre las actividades que se incluirán, figuran:

- i) Elaboración de los perfiles de los proyectos regionales que resulten más atractivos entre los estudios de desarrollo coordinado.

- ii) Preparación de una propuesta de actividades para que el grupo o comité técnico que el CEAC designe, evalúe, dé seguimiento e impulse la coordinación de los planes de expansión y los proyectos regionales.

IV. EJECUCION DEL PROYECTO

A. Unidad Ejecutora

- 4.1 La Agencia Ejecutora principal del Proyecto será la Subsede de la CEPAL en México, y proporcionará el apoyo logístico necesario para su exitosa realización. A su vez, la CEPAL suscribirá un convenio con la OLADE en lo referente a la utilización del modelo SUPER/OLADE-BID. La administración superior del proyecto estará a cargo del CEAC.

B. Duración del proyecto

- 4.2 Su duración se estima en dos años.

C. Consultores

Para la ejecución del proyecto, la CEPAL contratará a un consultor que fungirá como Director Técnico del PARPE durante los 24 meses previstos para el proyecto. Además, contratará a un equipo de consultores que se encargarán de preparar los cursos y seminarios (tres consultores por cada evento) y de efectuar las otras fases del proyecto.

Los consultores que trabajen en el proyecto deberán tener amplio conocimiento de las metodologías que se usarán y ser especialistas en alguna de las áreas que requiere la planificación de los sistemas eléctricos. Se estima que, por lo menos, se requerirán siete consultores, a cargo cada uno de las siguientes áreas: hidrología, costos de proyectos, economía y proyección de la demanda, análisis de expansión de la generación, análisis de expansión de la transmisión, análisis financiero e

ingeniería de sistemas. El Director Técnico del PARPE será un profesional con amplia experiencia en la planificación de sistemas eléctricos y dirección de proyectos de cooperación técnica.

D. Informes

4.3 La Unidad Ejecutora presentará al CEAC informes trimestrales del avance del proyecto y, a la entidad cooperante, los informes que ésta requiera, de acuerdo con sus normas para el control de proyectos de cooperación técnica. Entre estos informes, pueden considerarse los siguientes:

- a) Plan de trabajo, describiendo los objetivos, actividades e impacto esperado de la cooperación técnica.
- b) Informes técnicos periódicos del progreso del proyecto, que incluirán el plan de trabajo actualizado para los siguientes períodos.
- c) Informe final, tres meses después de acabado el proyecto, el cual comprenderá el informe de las actividades realizadas y su resultado, el impacto socioeconómico del proyecto y las acciones adoptadas para la aplicación y difusión de dichos resultados en los países.
- e) Informe financiero final, dentro de los tres meses siguientes al último desembolso, el cual seguirá los procedimientos contables y de información de las Naciones Unidas.

V. BENEFICIOS

5.1 Como beneficios del proyecto se prevé que, a su conclusión, las empresas eléctricas contarán con:

- a) Sistemas uniformes, congruentes y actualizados para la planificación de la expansión del subsector eléctrico del Istmo Centroamericano.

- b) Criterios revisados y uniformes, así como metodologías para analizar la planificación y el desarrollo integrado de los sistemas eléctricos del Istmo Centroamericano.
- c) Metodología SUPER/OLADE-BID, instalada y probada en cada una de las empresas.
- d) Metodología ISA para la evaluación de los sistemas de transmisión, adaptada, instalada y probada en cada una de las empresas.
- e) Cuerpo técnico de planificación de las empresas eléctricas formado por profesionales altamente capacitados en las bases conceptuales y en el uso de la metodologías SUPER/OLADE-BID e ISA.
- f) Recomendaciones precisas para que los comités y organismos adecuados den seguimiento periódico a las actividades de planificación y desarrollo integrado de los sistemas eléctricos.
- g) Perfiles de proyectos regionales de generación que podrían iniciarse en el mediano plazo, y que coadyuvarán al abastecimiento de energía eléctrica en el Istmo Centroamericano.
- h) Cuantificación de los beneficios de diferentes grados de coordinación en los programas de expansión de los países y evaluación de la factibilidad financiera de los planes de expansión de las empresas.

5.2 Los beneficiarios directos del proyecto serán las empresas eléctricas en general y las áreas de planificación en particular; los usuarios actuales y potenciales del servicio de energía eléctrica y, en forma indirecta, toda la población del Istmo Centroamericano, como consecuencia del aporte del subsector eléctrico al desarrollo económico de la región.

VI. PRESUPUESTO

El costo del proyecto es de 2,245,000 dólares. (Véase el presupuesto detallado en la página 45.) Los países aportarán 542,000 dólares (24%),

correspondientes al pago de dos profesionales en cada país, dedicados exclusivamente al proyecto y al costo asociado a las reuniones de control del proyecto y a la organización de las actividades de capacitación. La contribución de la CEPAL ascenderá a 216,000 dólares (10%), para gastos de coordinación general y apoyo logístico. El Banco Interamericano de Desarrollo (BID) aportará el 66% (1,486,854 dólares).

PROGRAMA DE ACTIVIDADES REGIONALES EN PLANIFICACION ELECTRICA

PRESUPUESTO DETALLADO
(dólares)

DESCRIPCION							SUB-TOTALES		TOTALES	
A. ENTIDAD COOPERANTE										
1. PERSONAL TECNICO							COSTO			
						MESES	MES			
Director del Proyecto						24	9,500	228,000		
Consultores						36	5,000	180,000		
Instructores de seminarios 1/						48	5,000	240,000	648,000	
2. CAPACITACION										
	NUMERO	DURACION	PARTICI-	COSTOS UNITARI		SUBTOTALES				
	CURSOS	(DIAS)	PANTES	VIATICOS	PASAJES	VIATICO	PASAJES			
Seminario Ejecutivo	1	5	15	150	450	11,250	6,750	18,000		
Cursos Técnicos	7	15	15	150	450	236,250	47,250	283,500		
Seminarios Regionales	2	7	15	150	450	31,500	13,500	45,000	346,500	
3. EQUIPO COMPUTACIONAL										
						EQUI-POS	COSTO UNITARIO			
Hardware y software						7	10,000	70,000	70,000	
4. COSTOS DE MISIONES										
	PERSO-	NUMERO	DURACION	COSTOS UNITARI		SUBTOTALES				
	NAS	MISIONES	(DIAS)	VIATICOS	PASAJES	VIATICO	PASAJES			
Misiones Director Técnico	1	15	12	150	450	27,000	6,750	33,750		
Misiones personal de CEPAL	1	10	10	150	450	15,000	4,500	19,500		
Misiones de los consultores	3	3	15	150	450	20,250	4,050	24,300		
Misiones personal de OLADE	1	7	7	150	1200	7,350	8,400	15,750		
Misiones de los instructores	3	8	15	150	1200	54,000	28,800	82,800	176,100	
5. GASTOS ADMINISTRATIVOS										
						MESES	VALOR MENSUAL			
Personal de Apoyo						24	2,300	55,200		
Documentación (reproducción)								10,000		
Miscelaneos								10,000	75,200	
6. SUBTOTAL DEL PROYECTO										1,315,800
7. OVERHEAD (13 % del subtotal)										171,054
8. COSTO TOTAL DEL PROYECTO										1,486,854
B. APOORTE DE LOS PAISES										
Dos profesionales en cada país, dedicados exclusivamente al proyecto (2x24x6x \$1500)								432,000		
Organización de siete cursos y dos seminarios (\$5000 por evento)								50,000		
Cuatro reuniones para la supervisión del proyecto (\$15,000 por reunión, incluye pasajes y viáticos para dos participantes por país)								60,000	542,000	
C. APOORTE DE CEPAL										
Coordinación del proyecto (12 meses-hombre)								96,000		
Oficinas y apoyo logístico								120,000	216,000	
										2,244,854

Notas:

1. Cada seminario y curso será dictado por tres instructores. Cada semana de docencia representa un mes de trabajo por parte del instructor.

PROGRAMA DE ACTIVIDADES REGIONALES EN PLANIFICACION ELECTRICA
CRONOGRAMA DE TRABAJOS

ACTIVIDAD	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1 DIAGNOSTICO																								
1.1 Evaluación de recursos de planificación en cada país.																								
2 CAPACITACION																								
2.1 Preparación de cursos y seminarios, elaboración de material didáctico.																								
2.2 Seminario Ejecutivo: aspectos generales del PARPE y resultados del diagnóstico.																								
2.3 Primer Curso: modelo de demanda, evaluación de programas de conservación.																								
2.4 Segundo Curso: Modelo hidrometeorológico, discusión de criterios.																								
2.5 Tercer Curso: modelo de despacho hidrotérmico, formación base de datos.																								
2.6 Primer Seminario Técnico: presentación de metodologías y resultados del diagnóstico.																								
2.7 Cuarto Curso: modelo térmico, evaluación de sistemas térmicos.																								
2.8 Quinto Curso: modelo de expansión, análisis planes individuales y regionales.																								
2.9 Sexto Curso: modelo avanzado, evaluación de riesgo e incertidumbre.																								
2.10 Séptimo Curso: modelos para la expansión de sistemas de transmisión.																								
2.11 Segundo Seminario Técnico: Presentación de resultados de planificación coordinada.																								
3 INSTALACION Y ADAPTACION DE MODELOS																								
3.1 Adaptación modelos SUPERVOLADE/BID para seis sistemas interconectados.																								
3.2 Programación y prueba de interfaces para modelos de transmisión de ISA.																								
3.3 Actualización y reproducción de la documentación de los modelos.																								
3.4 Evaluación y adquisición de los equipos de cómputo.																								
4 REVISIÓN DE LOS PLANES NACIONALES																								
4.1 Recopilación y revisión de la información.																								
4.2 Análisis de metodologías de proyección de demanda y formulación de escenarios.																								
4.3 Elaboración de guías para calcular costos de proyectos.																								
4.4 Elaboración de propuesta regional para criterios de planificación.																								
4.5 Análisis y revisión de planes nacionales.																								
5 EVALUACION DE PLANES REGIONALES																								
5.1 Identificación y priorización de proyectos regionales.																								
5.2 Propuesta para evaluar la planificación y los proyectos regionales.																								
5.3 Evaluación de la planificación regional coordinada.																								
5.4 Cuantificación de beneficio de los proyectos regionales.																								
6 PLANIFICACION COORDINADA, PROPUESTAS																								
6.1 Elaboración y discusión de propuestas para impulsar la planificación coordinada.																								
6.2 Elaboración de perfiles para los proyectos regionales.																								
7 SEGUIMIENTO Y CONTROL DEL PROYECTO																								
7.1 Informes periódicos e Informe final del proyecto.																								
7.2 Reuniones periódicas para supervisión y control del proyecto.																								